

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Энергетический институт
Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
Кафедра «Электроэнергетические системы»

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Релейная защита и противоаварийная автоматика района 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальск»- подстанции «Чита» Забайкальской энергосистемы.
<u>УДК 621.316.925:621.315.1</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4Б	Рощупкин Евгений Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭЭС ЭНИН ТПУ	Шестакова В.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента ТПУ	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ ИНК ТПУ	Извеков В.Н.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А.О.	к.т.н.		

Томск – 2016 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код Результата	Результат обучения
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	Выполнять инженерные проекты с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные инженерные исследования в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	Проводить монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы электроэнергетического и электротехнического оборудования, оборудования для научно-экспериментальных исследований.
P11	Осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ЭНИН
Направление подготовки «Электроэнергетика и электротехника»
Кафедра «Электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ4Б	Рощупкину Евгению Викторовичу

Тема работы:

Релейная защита и противоаварийная автоматика района 220 кВ подстанции «Петровск-Забайкальск» -подстанции «Чита»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

27.01.2016, №432/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

08.06.2016

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Энергосистема Забайкальского края ; эквивалентированная расчетная модель в ПК "RastrWin3" и Mustang.win на 2015 год ;расчетная модель в ПК АРМ СРЗА ; методические указания по устойчивости; нормальная электрическая схема Забайкальской энергосистемы; информации о оборудовании электростанций Забайкальской энергосистемы и сетевом оборудовании; положение по управлению режимами работы энергосистемы Забайкальского края.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1) Описание энергосистемы Забайкальского края; 2) Описание защищаемого объекта; 3) Выбор и обоснование установленных защит; 4) Моделирование работы АПВ; 5) Оценка статической устойчивости в нормальном и аварийном режиме.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Схема основной системообразующей сети 220-110 кВ энергосистемы Забайкальского края; 2. Упрощенная нормальная схема электрических соединений 220-110 кВ энергосистемы Забайкальского края 3. Схема размещения устройств АЛАР.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ассистент кафедры Менеджмента – Грахова Е.А.
Социальная ответственность	Доцент кафедры ЭБЖ – Извеков В.Н
«Раздел на английском языке»	Консультант – лингвист кафедры ИЯЭИ – Тарасова Е.С. Консультант кафедры ЭЭС – Андреев М.В.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Distance relay protection

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова Вера Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ4Б	Рощупкин Е.В		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ЭНИН

Направление подготовки (специальность) «Электроэнергетика и электротехника»

Уровень образования магистратура

Кафедра «Электроэнергетические системы»

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	08.06.2016г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2015	Изучение проблемы и обзор литературы	10
16.03.2015	Формирование исходных данных, использованных при проведении расчётов релейной защиты.	25
29.04.2015	Оценка статической устойчивости	30
11.05.2015	Моделирование работы АПВ	15
20.05.2015	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
02.06.2015	Социальная ответственность	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова Вера Васильевна	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А. О.	к.т.н. доцент		

Реферат

Магистерская диссертация состоит из 127 л. 30 рис., 13 табл., 31 источников, 2 прил.

Ключевые слова: ЭНЕРГОСИСТЕМА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, РАЙОН, УСТАВКА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЛИНИЯ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ВЕРОЯТНОСТЬ.

Объектом проектирования является релейная защита и автоматика линии 220 кВ «Петровск-Забайкальск– Чита» Забайкальской энергосистемы.

Цель магистерской диссертации: разработать релейную защиту для линии и выполнить оценку экономической эффективности спроектированных релейной защиты и автоматики.

Для достижения цели использованы расчетные и графоаналитические методы, вычислительные расчетные комплексы АРМ СРЗА, RastrWin пакеты программ Mathcad.

Спроектированные релейная защита и автоматика линии базируются на отечественной микропроцессорной базе. Чувствительность измерительных органов основных и ряда резервных дистанционных и токовых ступеней нулевой последовательности защит достигнута благодаря использованию возможностей типовой аппаратуры (ШЭ-2607) защит линии.

Полученные показатели спроектированных средств РЗА могут быть использованы как основа для рабочего проектирования, для наладки аппаратуры при замене электромеханических комплексов релейной защиты на микропроцессорные.

Обозначения и сокращения

ЭЭС-электроэнергетическая система

КЗ-короткое замыкание

ЛЭП-линия электропередачи

РЗА-релейная защита и автоматика

ТЭЦ-теплоэлектроцентраль

ГРЭС-государственная районная электростанция

ПУЭ- правила устройства электроустановок;

ДЗ-дистанционная защита

ДФВЧЗ-дифференциально-фазовая высокочастотная защита

АПВ-автоматика повторного включения

ТТ-трансформатор тока

ТН-трансформатор напряжения

ТНЗНП-токовая направленная ступенчатая защита нулевой
последовательности

ПС-подстанция

ТО-токовая отсечка

АЛАР-автоматика ликвидации асинхронного режима

УРОВ-устройство резервирование при отказе выключателя

Оглавление

Реферат	6
Обозначения и сокращения	7
Введение.....	10
1. Характеристика Забайкальской энергосистемы..	Ошибка! Закладка не определена.
1.2 Выбор и обоснование устанавливаемых защит...	Ошибка! Закладка не определена.
1.3 Выбор измерительных трансформаторов	Ошибка! Закладка не определена.
2 Дистанционная защита.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1 Расчет уставок и проверка чувствительности дистанционной защиты	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.1 Расчёт уставки I ступени ДЗ линии.....	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.2 Расчёт уставки II ступени ДЗ линии	Ошибка! Закладка не определена.
2.1.3 Расчёт уставки III ступени ДЗ линии	Ошибка! Закладка не определена.
3 Дифференциально-фазная защита с обменом информацией между комплектами по высокочастотному каналу (ДФВЧЗ).....	Ошибка! Закладка не определена.
3.1 Расчет уставок ДФВЧЗ для линий 110, 220 кВ (методика «ЭКРА»)	Ошибка! Закладка не определена.
3.2 Орган манипуляции.....	Ошибка! Закладка не определена.
4 Токовая направленная ступенчатая защита нулевой последовательности линии (ТНЗНП)	Ошибка! Закладка не определена.
4.1 Расчет уставок ступеней ТНЗНП линии ПС Петровск-Забайкальск – ПС Чита-500	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.1 Токовая отсечка нулевой последовательности	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.2 Токовая отсечка нулевой последовательности с выдержкой времени	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.3 Токовая отсечка нулевой последовательности с выдержкой времени (III ступень)	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.4 Максимальная токовая защита нулевой последовательности	Ошибка! Закладка не определена.
5 Трёхфазное автоматическое повторное включение	Ошибка! Закладка не определена.
5.1 Выбор уставок АПВ	Ошибка! Закладка не определена.
5.2 Моделирование работы автоматического повторного включения (АПВ) с помощью программного комплекса MUSTANG.WIN	Ошибка! Закладка не определена.
6. Оценка статической устойчивости в Забайкальской энергосистеме	Ошибка! Закладка не определена.
Краткие теоретические сведения.	Ошибка! Закладка не определена.

6.1	Оценка статической устойчивости в нормальном режиме при зимнем максимуме нагрузок	Ошибка! Закладка не определена.
6.2	Оценка статической устойчивости в аварийном режиме при зимнем максимуме нагрузок.	Ошибка! Закладка не определена.
7	Выбор типа, места установки и параметров срабатывания АЛАР	Ошибка! Закладка не опре
8	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	11
8.1	Технико-экономическое обоснование проекта.....	12
8.2	Планирование работ по НТП.....	13
8.3	Бюджет НТП	15
8.4	Экономическая эффективность спроектированных релейных защит и автоматики .	19
8.4.1	Ущерб при отсутствии на объекте РЗА	20
8.4.2	Расчетные затраты на внедрение и содержание устройства РЗА:	28
9.	Социальная ответственность	30
	Заключение.....	45
	Список использованных источников.....	46
	Приложение А.....	49
	Приложение В.....	51

Введение

Современные электроэнергетические системы (ЭЭС) являются сложными многопараметрическими динамическими системами, все элементы которых жестко связаны между собой общими режимами работы, а также методами и средствами их реализации. В энергосистеме имеют место различного рода повреждения и перегрузки силового оборудования в процессе эксплуатации, которые, как правило, являются недопустимыми. Среди этих явлений наиболее тяжелым считается короткое замыкание (КЗ).

КЗ - аварийный режим работы для любого элемента энергосистемы, в том числе и линий электропередачи (ЛЭП). При КЗ наблюдается изменение параметров работы ЛЭП: ток, протекающий через линию, многократно увеличивается, а напряжение снижается. Указанные обстоятельства могут привести к негативным последствиям, как для линии (электродинамическое и термическое разрушение), так и для потребителей (остановка электродвигателей) и энергосистемы в целом.

Для выявления и быстрой локализации аномальных режимов и повреждений, в том числе КЗ, в ЭЭС служит релейная защита (РЗ). В связи с этим от надежности и точности настройки РЗ зависит бесперебойное электроснабжение потребителей.

Надежность функционирования РЗ обеспечивается не только качеством аппаратной и функциональной реализации, но и применением резервирования. Любой комплекс РЗ включает в себя основные, резервные и дополнительные защитные устройства.

Основной считают защиту, предназначенную для работы при всех или части видов КЗ в пределах всего защищаемого объекта (например, 100 % длины линии) со временем, меньшим, чем у других установленных защит.

Резервной считают защиту, которая предусматривается для работы вместо основной защиты данного объекта в случаях ее отказа или вывода из работы (ближнее резервирование), а также вместо защит смежных элементов

при их отказе или в случаях отказов выключателей смежных элементов (дальнее резервирование).

Комплекс РЗ выполняется так, чтобы при отказе РЗ или выключателя поврежденного элемента КЗ отключалось другими защитными устройствами или выключателями, выполняющими функции резервных.

Выполнение условий по надежности и качеству настройки возможно лишь при четком соответствии комплексу требований, изложенных в нормативных материалах. Соответствие реальных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) этим требованиям обеспечивается, в основном, на стадии проектирования, которое при правильной его организации обязательно должно быть комплексным.

7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности (потенциала) разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований. Через такую оценку ученый может найти партнера для дальнейшего проведения научного исследования, коммерциализации результатов такого исследования и открытия бизнеса.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт

востребован рынком, какова будет его цена, чтобы удовлетворить потребителя, каков бюджет научного проекта, сколько времени потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

7.1 Технико-экономическое обоснование проекта

Проектирование средств релейной защиты и автоматики включает в себя несколько этапов. Вычисления электрических величин, необходимых для определения уставок и проверки чувствительности устройств релейной защиты производятся в ручную.

Для организации проекта применяются различные методы экономического планирования с целью более эффективного использования времени и рабочей силы, снижения трудозатрат. Планирование проекта

заключается в составлении перечня работ, необходимых для достижения поставленной задачи, определении участников каждой работы, установлении продолжительности в рабочих днях, построения линейного или сетевого графика и его оптимизации.

7.2 Планирование работ по НТП

Для проектирования были задействованы исполнители: научный руководитель проекта (НР) – доцент 15 разряда (15 р.) кафедры «Электроэнергетические системы (ЭЭС)»; инженер (И) 9 разряда (9 р.) – дипломирующийся студент.

Для участников проекта необходимо определить их загрузку. Загрузка исполнителей - это операция, при которой происходит определение нужного количества исполнителей и объема их загрузки в зависимости от количества выполненных работ. Доля загрузки научного руководителя не более 10% от времени, затраченного инженером на проектирование.

Таблица 6 - Комплекс работ по разработке проекта

№ раб.	Перечень работ	Исполнители	Продолжительность работ, дней	Загрузка дни
Подготовительный этап				
1	Постановка целей и задач, получение исходных данных	И 9 р. НР 15 р.	1	1 1
2	Составление и утверждение технического задания проекта	И 9 р. НР 15 р.	3	3 1
3	Подбор и изучение литературы	И 9 р.	5	5

Исследование и анализ предметной области				
4	Анализ схемы энергорайона	И 9 р. НР 15 р.	3	3 1
5	Составление схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Расчет токов КЗ	И 9 р. НР 15 р.	4	4 1
Расчет релейной защиты в комплексе АРМ СРЗА				
6	Расчет токовой защиты нулевой последовательности для линии и шин.	И 9 р.	4	4 1
7	Расчет дистанционной защиты для линии и шин.	И 9 р.	5	5
8	Расчет дифференциальной защиты для линии, шин и трансформаторов.	И 9 р.	5	5
9	Расчет защит силовых трансформаторов	И 9 р.	4	4
Оформление документации и подготовка к сдаче проекта				
10	Анализ полученных результатов	И 9 р.	3	3 1
11	Сдача электронного варианта разработки	И 9 р.	2	1
12	Анализ и расчеты производственной и экологической безопасности, технико- экономического обоснования проекта	И 9 р.	5	5
13	Написание пояснительной записки	И 9 р.	15	15
14	Оформление графического	И 9 р.	3	3

	материала			
	Итого	И 9 р. НР 15 р.	62 6	

В таблице 6 приведен перечень, длительность, исполнители и загрузка основных этапов и работ, имеющих место при проектировании РЗА участка сети.

7.3 Бюджет НТП

Целью данного раздела является экономически обоснованное определение затрат на разработку проекта. В рамках данного проекта создается одна разработка, определение затрат производится путем составления сметы затрат, т.е. группировка проводится по элементам.

Затраты, образующие себестоимость разработки можно сгруппировать следующим образом:

- материальные затраты на проектирование;
- амортизация компьютерной техники;
- затраты на оплату труда;
- социальные отчисления от заработной платы.
- прочие расходы;
- накладные расходы;

а) материальные затраты

Данный элемент включает стоимость всех материалов, используемых при разработки проекта, включая расходы на их приобретение и, при необходимости — доставку. Материальные затраты на проектирование составляют 900 рублей.

б) амортизация компьютерной техники

Амортизация – это отчисленный в денежном выражении износ основных средств в процессе их применения, производственного использования. Данный элемент отражает сумму амортизационных издержек на полное восстановление основных средств, используемых при реализации проекта (компьютерной техники).

Основное средство (компьютерная техника) первоначальной стоимостью 35000 рублей. Срок полезного использования 5 лет. Время работы за компьютером 43 дня. Таким образом амортизация за весь период проектирования:

Амортизационные издержки рассчитываются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{C_{перв} \cdot n}{365 \cdot t},$$

где $C_{перв}$ – первоначальная стоимость объекта;

n – время работы за компьютером.

t – срок полезного использования объекта (срок службы).

Таким образом:

$$I_{AM} = \frac{C_{перв} \cdot n}{365 \cdot t} = \frac{35000 \cdot 43}{365 \cdot 5} = 825 \text{ рублей.}$$

в) затраты на оплату труда

Расчёт заработной платы (ЗП) выполняется на основе месячного оклада, коэффициента отпускных, надбавки и районного коэффициента исполнителя. Для участников проекта предусмотрен только районный коэффициент, который для г. Томска составляет 30%. Издержки на оплату труда:

$$I_{3П} = (ЗП_o \cdot K_1 + Д) \cdot K_2,$$

где: $ЗП_o$ – месячный оклад исполнителя (для инженера 14500 руб., для руководителя (доцента) 23605 руб. а также надбавка 2200 руб. к окладу руководителя);

K_1 - коэффициент учитывающий отпуск, принимается равным 1,1;

Д - надбавка, денежная выплата сверх заработной платы (2200 руб., для доцента);

K_2 - районный коэффициент, принимается равным 1,3;

Фактическая заработная плата рассчитывается следующим образом:

$$I_{3П}^{\Phi} = \frac{I_{3П}}{n_1} \cdot n_2,$$

где: $I_{3П}$ – заработная плата за месяц;

n_1 - количество рабочих дней (21 день);

n_2 - фактическое количество отработанных дней;

Расчет заработной платы с учетом трудоемкости приведен в таблице 2.

Таблица 7 - Затраты на заработную плату

Исполнитель	Зарплата за месяц, руб.	Фактическая зарплата, руб.
Инженер	20735	62217,6
Научный руководитель	36615	10461,4

Итого	71679
-------	-------

Таким образом, затраты на оплату труда для 2-х участников проектирования за весь период составляют 71679 рублей.

г) Социальные отчисления от заработной платы

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя отчисления в различные фонды (пенсионный, обязательного медицинского страхования и др.), которые составляют 30 % от суммы заработной платы (ЗП).

$$I_{CO} = 0,3 \cdot I_{ЗП}^{\Phi} = 0,3 \cdot 71679 = 21503,7 \text{ руб.}$$

д) Прочие затраты

В прочие расходы могут быть включены: расходы на пользование интернетом, размножение материалов, аренду спецоборудования, командировки, почтовые и телеграфные расходы и т.п.

Прочие расходы составляют 10% от всех предыдущих затрат на реализацию проекта и составляют:

$$I_{ПР} = I_{МЗ} + I_{АМ} + I_{ЗП}^{\Phi} + I_{CO} = 900 + 825 + 71679 + 21503,7 \cdot 0,1 = 9490 \text{ рублей.}$$

е) Накладные расходы

Накладные расходы составляют 200% от суммы заработной платы 2-х участников проектирования и составляют:

$$I_{НР} = I_{ЗП}^{\Phi} \cdot 2 = 71679 \cdot 2 = 143358 \text{ рублей.}$$

Все вышеперечисленные затраты включаются в смету, которая приведена в таблице 8

Таблица 8 - Смета затрат на разработку

Элементы затрат	Условное обозначение	Сумма руб.
-----------------	----------------------	------------

Материальные затраты	$I_{МЗ}$	900
Амортизация компьютерной техники	$I_{АМ}$	825
Затраты на оплату труда	$I_{ЗП}^{\Phi}$	71679
Социальные отчисления	$I_{СО}$	21503,7
Прочие затраты	$I_{ПР}$	9490
Накладные расходы	$I_{НР}$	143358
Итого:		247755,7

Таким образом, затраты на реализацию проекта составили 247755,7 рублей.

7.4 Экономическая эффективность спроектированных релейных защит и автоматики

Эффективность релейной защиты определяется предотвращённым ущербом за счёт внедрения устройств РЗА:

$$\Theta = Y - Y^{PZA}$$

Ущерб при отсутствии на объекте РЗА складывается из ущерба от действия КЗ ($Y_{КЗ}$), ущерба от возникновения небалансов мощности узлов вследствие КЗ на объекте соединяющем эти узлы ($Y_{нб}$) и ущерба от прекращения перетоков (Y_n):

$$Y = Y_{КЗ} + Y_{нб} + Y_n$$

Ущерб от действия КЗ при наличии на объекте РЗА, складывается из ущербов вследствие излишних срабатываний, ложных, а так же расчетные затраты на установку и содержание устройств РЗА:

$$Y^{PZA} = Y_{OC}^{PZA} + Y_{ИС}^{PZA} + Y_{ЛС}^{PZA} + C^{PZA}$$

В итоге имеем

$$\Xi = Y_{K3} + Y_{НБ} + Y_{П} - Y_{P3A}^{P3A}_{ИС} - Y_{P3A}^{P3A}_{ЛС} - Y_{P3A}^{P3A}_{ОС} - C_{P3A}$$

7.4.1 Ущерб при отсутствии на объекте РЗА

Ущерб, обусловленный разрушительным действием КЗ на линии:

$$Y_{K3} = C_{K3} \cdot \omega_{л}^0 \cdot t_p \cdot q_{л},$$

где C_{K3} - цена восстановления линии после аварийного разрушения вследствие протекания тока КЗ, может быть оценена как стоимость сооружения одного пролета линии, $C_{K3} = 55$ тыс.у.д.е.;

$\omega_{л}^0$ - параметр потока КЗ на линии, принимается равным параметру потока повреждения линии, который находится как произведение удельной величины данного потока на 100 км линии данного класса напряжения $\omega_{и}^0$ на длину линии Петровск-Забайкальск –Чита $L=413,964$ км, т.е.

$$\omega_{л}^0 = \omega_{и}^0 \cdot 1/100 = 1 \cdot 413,964/100 = 4,14 \text{ 1/год};$$

где $\omega_{и}^0$ - параметр потока повреждений 100км линии, равен 1,00;

t_p – расчетный срок = 1 год;

$q_{л}$ - вероятность включенного состояния линии (отсутствия планового ремонта), на рассматриваемой линии:

$$q_{л} = 1 - p_{л}^{\Pi} = 1 - \omega_{л}^{\Pi} \cdot m(T^{\Pi})_{л},$$

где $p_{л}^{\Pi}$ и $m(T^{\Pi})_{л}$ – вероятность и средняя продолжительность планового ремонта линии;

$\omega_{л}^{\Pi}$ - параметр потока вывода линии в плановый ремонт.

Показатели $\omega_{л}^{\Pi}$ и $m(T^{\Pi})_{л}$ вычисляются через параметры потока и средние продолжительности соответственно текущего $\omega_{л}^{\Pi\Gamma}$, $m(T^{\Pi\Gamma})_{л}$ и капитального $\omega_{л}^{\Pi\kappa}$, $m(T^{\Pi\kappa})_{л}$ ремонтов :

$$\omega_{л}^{\Pi} = \omega_{л}^{\Pi\Gamma} = 1,$$

$$m(T^{\Pi})_{л} = [\omega_{л}^{\Pi\kappa} \cdot m(T^{\Pi\kappa})_{л} + (\omega_{л}^{\Pi\Gamma} - \omega_{л}^{\Pi\kappa}) \cdot m(T^{\Pi\Gamma})_{л}] / \omega_{л}^{\Pi};$$

$$\omega_{л}^{\Pi\kappa} = 0,18 \text{ 1/год}$$

$$m(T^{\Pi\Gamma})_{л} = 3,4 \cdot 10^{-3} \text{ год}, \quad m(T^{\Pi\kappa})_{л} = 37 \cdot 10^{-3} \text{ год}.$$

$$m(T^{\Pi})_{\text{л}} = \frac{0,18 \cdot 37 \cdot 10^{-3} + (1 - 0,18) \cdot 3,4 \cdot 10^{-3}}{1} = 0,00944 \text{ год},$$

$$q_{\text{л}} = 1 - p_{\text{л}}^{\Pi} = 1 - \omega_{\text{л}}^{\Pi} \cdot m(T^{\Pi})_{\text{л}} = 1 - 1 \cdot 0,00944 = 0,99056.$$

Ущерб, обусловленный разрушительным действием КЗ на линии:

$$Y_{\text{КЗ}} = \Pi_{\text{КЗ}} \cdot \omega_{\text{л}}^{\circ} \cdot t_{\text{р}} \cdot q_{\text{л}} = 55 \cdot 4,14 \cdot 0,99056 \cdot 1 = 225,53 \text{ тыс. у.д.е.}$$

Ущерб, от небаланса активной мощности

$$Y_{\text{НБ}} = q_{\text{л}} \cdot \omega_{\text{л}}^{\circ} \cdot (p_1 \Pi_1 + p_2 \Pi_2) \cdot t_{\text{р}},$$

где $t_{\text{р}} = 1$ год – расчётный период;

$$\omega_{\text{л}}^{\circ} = 0,352 \text{ 1/год},$$

$q_{\text{л}} = 0,99056$ – вероятность отсутствия планового ремонта на линии,

$p_1 = p_2 = p(A_i/\text{эл}, r, s)$ – вероятность перехода КЗ на линии в общеузловую аварию

Вероятность определяется путём моделирования различных видов КЗ по всей длине линии. При этом критерием аварийной потери узла является снижение напряжения более, чем на 30%.

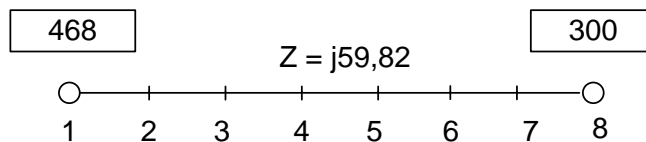


Рис.28. Схема исследуемого участка сети при определении вероятности аварийной потери узла.

Результаты расчёта:

N	1	2	3	4	5	6	7	8
Z, Ом	0	1,18	2,36	3,54	5,04	6,54	7,64	9,82
$U_1^{(1)}$, кВ	200,49	226,85	242,34	252,21	259,87	265,33	267,92	270,02
$U_1^{(2)}$, кВ	166,61	185,9	200,32	211,39	219,92	226,69	230,74	236,91
$U_1^{(3)}$, кВ	0	41,4	72,05	95,42	113,31	127,41	135,82	148,52
$U_1^{(4)}$, кВ	88,2	133,14	159,41	176,99	190,39	200,38	205,75	212,31
$\Delta U_1^{(1)}$	0,326	0,237	0,185	0,152	0,126	0,108	0,099	0,092

$\Delta U_1^{(2)}$	0,44	0,375	0,326	0,289	0,26	0,238	0,224	0,203
$\Delta U_1^{(3)}$	1	0,861	0,758	0,679	0,619	0,572	0,543	0,501
$\Delta U_1^{(4)}$	0,703	0,552	0,464	0,405	0,36	0,326	0,308	0,286

Пример графика и расчета для $\Delta U_1^{(1)}$:

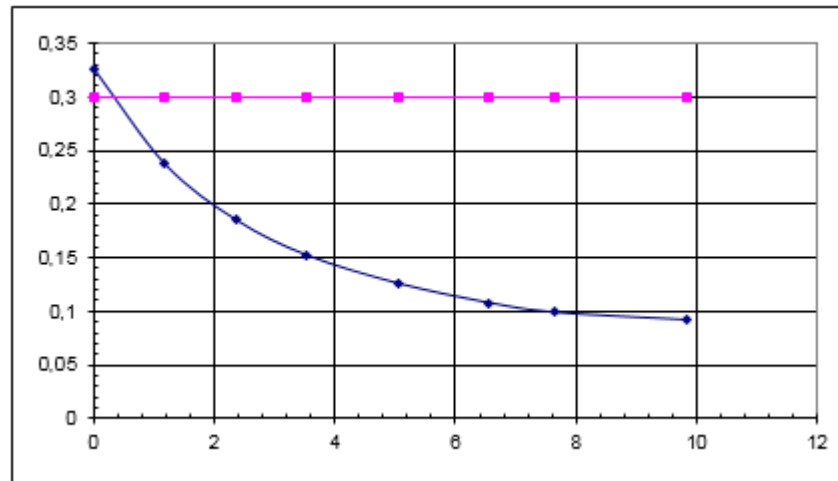


Рисунок 29. График зависимости $\Delta U_1^{(1)}(Z)$

$$P(A^{(1)}) = \frac{Z_{KP}}{Z_{Л}} + \frac{Z_{Л} - Z_{KP}}{Z_{Л}} * \frac{P[A / \delta U_{II}(Z_{Л})] + 1}{2} = \frac{0,3}{9,82} + \frac{9,82 - 0,3}{9,82} * \frac{0,3 + 1}{2} = 0,691$$

Аналогично рассчитаем:

$$P(A^{(2)}) = 0,892$$

$$P(A^{(3)}) = 1$$

$$P(A^{(4)}) = 0,996$$

Общая вероятность аварийной потери узла:

$$P(A) = \sum_{k=1}^4 P(A^{(K)}) * P(k) = P(A^{(1)}) * P(1) + P(A^{(2)}) * P(2) + P(A^{(3)}) * P(3) + P(A^{(4)}) * P(4) =$$

$$= 0,691 * 0,7 + 0,892 * 0,1 + 1 * 0,05 + 0,996 * 0,15 = 0,754$$

$\Pi_i = a \cdot m(N_i) \cdot m(T''_i)$ - цены единых общеузловых аварий объединяемых узлов,

$a = 1$ у.д.е./кВт·ч - стоимость 1 кВт·часа недоотпущенной электроэнергии, обусловлена исками предприятий в случае аварийного прекращения электроснабжения и другими причинами.

$m(N_i)$ - средние значения втекающей активной мощности в i -ый узел в киловаттах (определенные по программе "Дакар" $m(N_{100}) = 2749,42$ МВт, $m(N_{400}) = 390$ МВт);

$m(T'') = 1$ час – продолжительность ликвидации общеузловых аварий.

Ущерб, от небаланса активной мощности:

$$Y_{\text{НБ}} = 0,99056 \cdot 4,14 \cdot [1 \cdot (0,754 \cdot 2749,42 \cdot 10^3 \cdot 1 + 0,754 \cdot 390 \cdot 10^3 \cdot 1)] \cdot 1 = 9707,38 \text{ тыс. у.д.е.}$$

Ущерб от прекращения перетока активной мощности по защищаемому элементу

$$Y_{\text{П}} = q_{\text{л}} \cdot a \cdot m(N_{ijk}) \cdot m(T^0)$$

где $q_{\text{л}} = 0,99056$ – вероятность отсутствия планового ремонта на линии;

$$a = 1 \text{ у.д.е./кВт}\cdot\text{ч};$$

$m(N_{ijk})$ – среднее значение мощности, протекающей по элементу и недоотпущенной, вследствие его потери (определяем по программе "Дакар" $m(N_{12}) = 653$ МВт);

$m(T^0) = 0,438$ часа – средняя продолжительность оперативных переключений.

$$Y_{\text{П}} = 0,99056 \cdot 1 \cdot 10^3 \cdot 653 \cdot 0,438 = 283,314 \text{ тыс. у.д.е.}$$

Сведем результаты расчетов в таблицу:

Таблица 9 Составляющие базового ущерба

Составляющая	Величина, тыс. у. д. е.
$Y_{\text{КЗ}}$	225,53
$Y_{\text{НБ}}$	9707,38
$Y_{\text{П}}$	283,314

Ущерб при установке современных моделей защит

Ущерб, обусловленный отказами срабатывания (пропусками аварий)

$$Y_{oc}^{P3} = (q^n q_p^n p p_p + p^n q_p^n p_p + q^n p_p^n p) \cdot (Y_{кз} + Y_{нб})$$

где q^n и q_p^n - вероятности отсутствия планового ремонта основной и резервной защит соответственно

$$q^n = 1 - p^n = 1 - 0,0000685 = 0,99993 \quad q_p^n = 1 - p_p^n = 1 - 0,0000685 = 0,99993$$

$p^n = \omega^n m(T^n)$ и $p_p^n = \omega_p^n m(T_p^n)$ - вероятности планового ремонта основной и резервной защит соответственно ($p^n = 0,05 \cdot 0,00137 = 0,0000685$
 $p_p^n = 0,05 \cdot 0,00137 = 0,0000685$),

ω^n и ω_p^n - параметры потоков планового ремонта ($\omega^n = \omega_p^n = 0,05$ 1/год),

$m(T^n)$ и $m(T_p^n)$ - средние продолжительности планового ремонта основной и резервной РЗ ($m(T^n) = m(T_p^n) = 0,00137$ года),

p и p_p - вероятности состояний основной и резервной РЗ, которые характеризуют пропуск аварийных ситуаций, определяются как произведения параметров потоков ω и ω_p выхода в данные состояния на средние продолжительности $m(T_o)$ и $m(T_p)$ пребывания в них, т.е.
 $p = \omega m(T_o)$, $p_p = \omega_p m(T_p)$,

$$(p = 0,00182 \cdot 6,34 \cdot 10^{-10} = 1,15 \cdot 10^{-12}, \quad p_p = 0,00455 \cdot 1,59 \cdot 10^{-8} = 7,235 \cdot 10^{-11}),$$

$m(T_o)$ и $m(T_p)$ определяются уставками по времени основной и резервной защит ($m(T_o) = 6,34 \cdot 10^{-10}$ года, $m(T_p) = 1,59 \cdot 10^{-8}$ года),

$\omega = p(O/H) \cdot \omega_n$ и $\omega_p = p(O_p/H) \cdot \omega_{np}$ - параметры потоков отказов срабатывания, которые при использовании РЗ с гарантированной чувствительностью определяются только за счет аппаратных отказов ($\omega = 0,1 \cdot 0,0182 = 0,00182$ 1/год $\omega = 0,1 \cdot 0,0455 = 0,00455$ 1/год),

$p(O/H), p(O_p/H)$ - условные вероятности отказов основной O и резервной O_p РЗ при неправильной H работе РЗ в случае ее достаточной чувствительности ($p(O/H), p(O_p/H)=0,1$),

$\omega_n = 1/m(T_n)$ и $\omega_{np} = 1/m(T_{np})$ - параметры потоков неправильных действий основной и резервной РЗ ($\omega_n = 0,0182$ 1/год $\omega_{np} = 0,0455$ 1/год),

$m(T_n)$ и $m(T_{np})$ - средние периодичности между неправильными действиями основной и резервной РЗ.

Тогда ущерб, обусловленный отказами срабатывания (пропусками аварий) РЗ

$$Y_{oc}^{P3} = (0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 1,15 \cdot 10^{-12} \cdot 7,235 \cdot 10^{-11} + 0,0000685 \cdot 0,99993 \cdot 7,235 \cdot 10^{-11} + 0,99993 \cdot 0,0000685 \cdot 1,15 \cdot 10^{-12})(225,53 + 9707,38) = 5,7 \cdot 10^{-11} \text{ тыс. уд. е.} = 5,7 \cdot 10^{-8} \text{ уд. е.}$$

Принимаем $Y_{oc}^{P3} = 0$.

Ущерб, обусловленный функциональными ложными действиями

Не имеют место вследствие достаточной чувствительности РЗ.

Ущерб, вследствие излишних срабатываний:

$$Y_n^{P3} = \left[q^n q_p^n q q_p \omega_n + \omega_{pn} + q^n q_p^n p + q_p^n p^n q_p \omega_{pn} + q^n q_p^n p_p + q_p^n p_p^n q \omega_n \right] Y_n t_p$$

где q^n и q_p^n - вероятности отсутствия планового ремонта основной и резервной защит соответственно (

$$q^n = 1 - p^n = 1 - 0,00137 = 0,99993 \quad q_p^n = 1 - p_p^n = 1 - 0,00137 = 0,99993),$$

$p^n = \omega^n m(T^n)$ и $p_p^n = \omega_p^n m(T_p^n)$ - вероятности планового ремонта

основной и резервной защит соответственно ($p^n = 0,05 \cdot 0,00137 = 0,0000685$,

$$p_p^n = 0,05 \cdot 0,00137 = 0,0000685),$$

ω^n и ω_p^n - параметры потоков планового ремонта ($\omega^n = \omega_p^n = 0,05$ 1/год),

$m(T^n)$ и $m(T_p^n)$ - средние продолжительности планового ремонта основной и резервной РЗ ($m(T^n) = m(T_p^n) = 0,00137$ года),

ω_n, ω_{pn} - параметры потоков излишних действий основной и резервной (индекс «р») защит:

$$\begin{aligned}\omega_n &= p(I/H) \cdot \omega_n = 0,4 \cdot 0,0182 = 0,0073 \text{ 1/год}, \\ \omega_{pn} &= p(I_p/H) \cdot \omega_{np} = 0,4 \cdot 0,0455 = 0,0182 \text{ 1/год}.\end{aligned}$$

$p(I/H)$ и $p(I_p/H)$ - условные вероятности излишних действий основной I и резервной I_p РЗ при неправильной H работе РЗ в случае ее достаточной чувствительности ($p(I/H) = p(I_p/H) = 0,4$),

q и q_p - вероятности состояний основной и резервной РЗ, в которых они не пропускают аварийные ситуаций ($q = 1 - p = 1 - 4,56 \cdot 10^{-12} \approx 1$ и $q_p = 1 - p_p = 1 - 2,89 \cdot 10^{-10} \approx 1$),

p и p_p - вероятности состояний основной и резервной РЗ, которые характеризуют пропуск аварийных ситуаций, определяются как произведения параметров потоков ω и ω_p выхода в данные состояния на средние продолжительности $m(T_o)$ и $m(T_p)$ пребывания в них, т.е. $p = \omega m(T_o)$, $p_p = \omega_p m(T_p)$,

$$(p = 0,0072 \cdot 6,34 \cdot 10^{-10} = 4,56 \cdot 10^{-12}, p_p = 0,0182 \cdot 1,59 \cdot 10^{-8} = 2,89 \cdot 10^{-10}),$$

$m(T_o)$ и $m(T_p)$ определяются уставками по времени основной и резервной защит ($m(T_o) = 6,34 \cdot 10^{-10}$ года, $m(T_p) = 1,59 \cdot 10^{-8}$ года),

$\omega = p(I/H) \cdot \omega_n$ и $\omega_p = p(I_p/H) \cdot \omega_{np}$ - параметры потоков излишних срабатываний:

$$(\omega = 0,4 \cdot 0,0182 = 0,00728 \text{ 1/год}, \omega_p = 0,4 \cdot 0,0455 = 0,0182 \text{ 1/год}),$$

$\omega_n = 1/m(T_n)$ и $\omega_{np} = 1/m(T_{np})$ - параметры потоков неправильных действий основной и резервной РЗ ($\omega_n = 0,0182 \text{ 1/год}$ $\omega_{np} = 0,0455 \text{ 1/год}$),

$m(T_n)$ и $m(T_{np})$ - средние периодичности между неправильными действиями основной и резервной РЗ.

Y_n - ущерб от прекращения перетока по защищаемому элементу ($Y_n = 283,314$ тыс. у.д.е.).

$$t_p = 1 \text{ год},$$

Получаем ущерб, вследствие излишних срабатываний:

$$Y_{и}^{PЗ} = \left[\begin{aligned} &0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,0073 + 0,0182 + \\ &+ 0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 1,15 \cdot 10^{-12} + 0,99993 \cdot 0,0000685 \cdot 1 \cdot 0,0182 + \\ &+ 0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 7,235 \cdot 10^{-11} + 0,99993 \cdot 0,0000685 \cdot 1 \cdot 0,0073 \end{aligned} \right] \cdot 283,314 \cdot 1 =$$

$$= 7,22 \text{ тыс. уд. е.}$$

Ущерб, вследствие ложных срабатываний

$$Y_{л}^{PЗ} = \left[q^n q_p^n q q_p \omega_{л} + \omega_{рл} + q^n q_p^n p + q_p^n p^n q_p \omega_{рл} + q^n q_p^n p_p + q^n p_p^n q \omega_{л} \right] Y_n t_p$$

где $\omega_{л}$, $\omega_{рл}$ - параметры потоков ложных действий основной и резервной (индекс «р») защит:

$$\omega_{л} = p(L/H) \cdot \omega_H = 0,5 \cdot 0,0182 = 0,0091 \text{ 1/год},$$

$$\omega_{рл} = p(L_p/H) \cdot \omega_{Hp} = 0,5 \cdot 0,0455 = 0,023 \text{ 1/год}.$$

$p(L/H)$ и $p(L_p/H)$ - условные вероятности ложных действий основной Л и резервной L_p РЗ при неправильной Н работе РЗ в случае ее достаточной чувствительности ($p(L/H) = p(L_p/H) = 0,5$).

q и q_p - вероятности состояний основной и резервной РЗ, в которых они не пропускают аварийные ситуаций ($q = 1 - p = 1 - 5,77 \cdot 10^{-12} \approx 1$ и $q_p = 1 - p_p = 1 - 3,617 \cdot 10^{-10} \approx 1$),

p и p_p - вероятности состояний основной и резервной РЗ, которые характеризуют пропуск аварийных ситуаций, определяются как произведения параметров потоков ω и ω_p выхода в данные состояния на средние продолжительности $m(T_o)$ и $m(T_p)$ пребывания в них, т.е.
 $p = \omega m(T_o)$, $p_p = \omega_p m(T_p)$,

$$(p = 0,0091 \cdot 6,34 \cdot 10^{-10} = 5,77 \cdot 10^{-12}, p_p = 0,02275 \cdot 1,59 \cdot 10^{-8} = 3,617 \cdot 10^{-10}),$$

$m(T_o)$ и $m(T_p)$ определяются уставками по времени основной и резервной защит ($m(T_o) = 6,34 \cdot 10^{-10}$ года, $m(T_p) = 1,59 \cdot 10^{-8}$ года),

$\omega = p(L/H) \cdot \omega_n$ и $\omega_p = p(L_p/H) \cdot \omega_{np}$ — параметры потоков ложных срабатываний:

$$(\omega = 0,5 \cdot 0,0182 = 0,0091 \text{ 1/год}, \omega_p = 0,5 \cdot 0,0455 = 0,02275 \text{ 1/год}),$$

Остальные величины аналогичны величинам при расчете излишних срабатываний.

Ущерб, вследствие ложных срабатываний:

$$Y_{\text{л}}^{\text{рз}} = \left[\begin{aligned} &0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,0091 + 0,023 + \\ &+ 0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 1,15 \cdot 10^{-12} + 0,99993 \cdot 0,0000685 \cdot 1 \cdot 0,023 + \\ &+ 0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 7,235 \cdot 10^{-11} + 0,99993 \cdot 0,0000685 \cdot 1 \cdot 0,0091 \end{aligned} \right] \cdot 283,314 \cdot 1 =$$

$$= 9,1 \text{ тыс. у.д. е.}$$

7.4.2 Расчетные затраты на внедрение и содержание устройства РЗА:

$$C_{\text{рза}} = E \cdot K + И = 0,18 \cdot 10020 + 501 = 2305 \text{ у.д.е.}$$

где $E = 0,18$ - нормативный коэффициент эффективности (упущенная выгода инвестора);

$A = 0,05$ - коэффициент эксплуатационных издержек,

$K = 10020 \text{ у.д.е.}$ - стоимость установки и наладки комплекта основной защиты;

$И$ – эксплуатационные издержки,

$$И = A \cdot K = 0,05 \cdot 10020 = 501 \text{ у.д.е.}$$

В итоге имеем экономический эффект :

$$Y = Y_{\text{кз}} + Y_{\text{нб}} + Y_{\text{п}} = 225,53 + 9707,38 + 283,314 = 10216,224 \text{ тыс.у.д.е.}$$

$$Y_{\text{н}}^{\text{рза}} = Y_{\text{ос}}^{\text{рз}} + Y_{\text{и}}^{\text{рза}} + Y_{\text{л}}^{\text{рза}} + C^{\text{рза}} = 0 + 7,22 + 9,1 + 2,305 = 18,625$$

тыс.у.д.е.

$$\Xi = Y - y_{\text{н}}^{\text{РЗА}} = 10216,244 - 18,625 = 10197,599 \text{ тыс.у.д.е.}$$

Определяем экономическую эффективность:

$$\Xi_* = \frac{\Xi}{Y} = \frac{10197,599}{10216,224} = 0,998$$

Как видно, экономическая эффективность от установки релейной защиты составляет 99,8 %.

9. Социальная ответственность

Целями этого раздела являются выявление и анализ вредных и опасных факторов, имеющих место на объекте, и разработка мер по снижению воздействия вредных и опасных факторов на персонал. При этом необходимо соблюдение правил, норм, инструкций и других документов, утвержденных в установленном порядке законом.

Объектом рассмотрения раздела является электрическая подстанция «Петровск-Забайкальск», которая предназначена для приема, преобразования и распределения электроэнергии.

Анализ опасных и вредных факторов

При эксплуатации электрических подстанций имеются опасные и вредные производственные факторы.

К вредным производственным факторам относятся факторы, воздействие которых на персонал приводят к профессиональным заболеваниям.

Вредными производственными факторами на подстанции являются:

- вредное воздействие климатических условий;
- электромагнитные излучения;
- повышенный шум;
- освещенность.

К опасным производственным факторам относятся факторы, воздействие которых на персонал приводят к травме.

Опасными производственными факторами на подстанции являются:

- поражения человека электрическим током;
- механические травмы;
- взрыв;
- пожар;

Производственная санитария

Работоспособность персонала в значительной степени зависит от параметров микроклимата на рабочих местах. Допустимые параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [26], приведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхности, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° _{опт}	Диапазон выше оптимальных величин t° _{опт}			Если t° < t° _{опт}	Если t° > t° _{опт}
Холодный	Іб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 – 75	0,1	0,2
Теплый	Іб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

В помещениях подстанции предусматривается приточно-вытяжная система вентиляции с естественным или механическим побуждением.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 [27] интенсивность теплового облучения рабочего персонала от нагретых поверхностей, технологического оборудования, осветительных приборов не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% и более 70 Вт/м² величине облучения от 25 до 50% и 100 Вт/м² при облучении не более 25% поверхности тела.

Кроме отклонений параметров воздуха от оптимальных значений возможно наличие в воздухе вредных веществ.

Вредные вещества по степени воздействия на организм человека подразделяется на четыре класса:

- чрезвычайно опасные;
- высокоопасные;
- умеренно опасные;
- малоопасные.

Класс опасности связан с предельно допустимой концентрации (ПДК). Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать установленных ПДК (приложения к РД 52.04.186.-89 [28]). Если произошла авария с выделением вредных веществ, то необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты и принимаются срочные меры по нормализации состава воздуха рабочей зоны.

Защита от электромагнитных излучений

Генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, открытые распределительные устройства, коммутационные аппараты напряжением 220-110 кВ являются источниками электромагнитных полей (ЭМП) промышленной частоты (50 Гц).

Длительное воздействие таких полей выражается субъективными расстройствами в виде жалоб невротического характера, головной боли в височной и затылочной области, ощущение вялости, расстройства сна, ухудшение памяти, раздражительности, апатии, депрессии, боли в области сердца, а также функциональными нарушениями центральной нервной системы, сердечно-сосудистой системы, в виде изменения состава периферической крови.

В соответствии с ГОСТ 12.1.002-84 [29] – для персонала, обслуживающего электроустановки и находящиеся в зоне создаваемого ими ЭМП устанавливаются предельно допустимые уровни напряженности электрического поля частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в ЭМП.

Если напряженность электрического поля на рабочих местах превышает 5 кВ/м, должны производиться в экранирующих комплектах.

Экранирующая одежда, является защитным устройством, защищающий персонал от всех видов воздействия электрического поля.

Таблица 11 – Гигиенические нормативы

Напряженность электрического поля, кВ/м	Допустимая продолжительность пребывания человека без средств защиты в течении суток в ЭМП, мин	Примечание
До 5 включительно	Без ограничений	Нормативы действительны при условии, что остальное время суток человек находится в местах, где электрическое поле отсутствует или не превышает 5 кВ/м и исключена возможность воздействия электрических разрядов.
Свыше 5 до 10 включительно	180	
Свыше 10 до 15 включительно	90	
Свыше 15 до 20 включительно	10	
Свыше 20 до 25 включительно	5	

Защита от шума

Одним из методов уменьшения воздействия шума на объектах энергетического производства является снижение или ослабление шума в его источниках – генераторы, турбины, электрические машины, трансформаторы, компрессорные и вентиляторы. Ненормальный повышенный шум, создаваемый трансформаторами и электрическими машинами, часто бывают по причине неплотного стягивания пакетов стального сердечника. В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыша в ушную раковину, противошумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощения шума.

Таблица 12 – Допустимые уровни шума (ГОСТ 12.1.003-83 [30])

Рабочие места	Уровни звукового давления (ДБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, по дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
ТЦ	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Освещение

Рациональное освещение имеет большое значение в процессе эксплуатации электрической подстанции.

Освещение должно быть таким, чтобы работающие могли без напряжения зрения выполнять свою работу. Неудовлетворительное освещение может искажать информацию: кроме того, оно не только утомляет зрение, но вызывает также утомление всего организма в целом. Применяют два вида освещения: естественное и искусственное. Для искусственного освещения применяют электрические люминесцентные лампы.

Для участков, где требуемая освещенность, превышающая 3 лк (СНиП 23.05-95 [31]) это вводы трансформаторов и выключателей, генераторы, разрядники, указатели масла, газовое реле, не достигается путем общего равномерного освещения, необходимо предусмотреть общее локализованное освещение. Общее локализованное освещение следует осуществлять осветительными приборами, устанавливаемыми на порталах, конструкциях и мачтах равномерного освещения. В качестве осветительных приборов применяют газоразрядные лампы.

Освещение на подстанции подразделяется на рабочее, аварийное и охранное. Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещение. Охранное освещение предусматривается по

периметру. Ремонтное освещение необходимо выполнять от понижающего трансформатора 12-42 В.

Таблица 13 – Нормы освещенности открытых участков территории станции

Место, площадка	Плоскость в которой нормируется освещенность	Разряд и подразряд СанПиН 2.2.1/2.1.1 .1278-03 [31]	Освещенность рабочей поверхности, лк
Помещения мастерских	горизонтальная	В-1	150
Шкафы и панели устройств РЗА	вертикальная	Е	150

Анализ опасности поражения электрическим током

В процессе эксплуатации устройств РЗА ремонтный персонал производит определенную работу в различных помещениях, которые согласно (ПУЭ п. 1.1.13 [1]) классифицируются по степени опасности поражения людей электрическим током, как помещения с повышенной опасностью. Требования, предъявляемые к таким помещениям следующие:

- все электрооборудование должно быть заземлено, для чего в этих помещениях должен быть смонтирован заземляющий контур.
- работу на электрооборудовании должны осуществлять специально обученный персонал с отметкой об этом в удостоверении.

Осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, сопряжен с опасностью поражения электрическим током. Возникает это при случайном прикосновении к неизолированным токоведущим частям или

приближение к ним на расстояние, когда возможно перекрытие воздушного промежутка.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления. В электроустановках выше 1000В при осмотре не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояние менее указанных в ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 [21]. Так в ЭУ до 1кВ допустимое расстояние до токоведущих частей составляет 0,6 м; 1-35кВ – 0,6 м; 500кВ – 3,5 м.

При эксплуатации действующих электроустановок важную роль в обеспечении безопасности персонала играют электротехнические средства защиты и предохранительные приспособления. Все электрозащитные средства подразделяются на четыре группы: изолирующие, ограждающие, экранирующие, предохранительные.

В электроустановках напряжением выше 1000В к основным изолирующим средствам относятся: изолирующие штанги, изолирующие и измерительные клещи, указатели напряжения. К дополнительным изолирующим средствам относятся диэлектрические перчатки, боты, ковры, изолирующие подставки. К ограждающим электрозащитным средствам относятся временные переносные ограждения, переносные заземления и предупредительные плакаты.

Экранирующие средства – это индивидуальные экранирующие комплекты, переносимые экранирующие устройства и экранирующие тканевые изделия (зонты, плакаты).

К предохранительным средствам защиты относятся: защитные очки, специальные рукавицы, защитные каски, предохранительные монтерские пояса, страховочные канаты, монтерские когти, лестницы.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Пожарная безопасность

Основными причинами пожаров исследуемого объекта являются:

- причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
- открытый огонь (сварочные работы, курение, искры от автотранспорта и омедненного инструмента);
- удар молнии;
- разряд зарядов статического электричества.

Существенную роль в пожарной безопасности электроустановок играют правильный выбор и режим работы электрооборудования с учетом пожароопасности и взрывоопасности помещений, применение молниеотводов и отводов электростатических зарядов.

Выбор электрического оборудования для пожароопасных помещений, и наружных установок производится в зависимости от класса помещения, по степени пожарной опасности осуществляется согласно ПУЭ гл.7.4 [1].

В пожароопасных помещениях, как правило, применяются машины закрытого типа, защита и аппаратура в пыленепроницаемом исполнении.

Для обеспечения взрывопожарной опасности предусматривается:

- кабели прокладываются в траншеях наземных линиях с соблюдением требований и рекомендаций. (ПУЭ Глава 2.3. [1])
- для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформатора выполняется сеть маслопроводов со сбросом масла в закрытый маслоприемник, рассчитанный на задержание полного объема масла одного трансформатора.

На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия. Для подстанций составляются карточки тушения пожара и оперативный план пожаротушения. Оперативный план пожаротушения является основным документом, состоит из графической и текстовой части и разрабатывается энергетическим предприятием совместно с пожарной охраной.

На подстанции должны быть оформлены уголки пожарной безопасности и пожарные щиты. Для ведения надзора за соблюдением противопожарным режимом из числа инженерно-технического персонала должны быть назначены лица ответственные за пожарную безопасность. Автотракторный транспорт также должен быть оборудован исправными огнетушителями.

При обнаружении возгораний или пожара оперативный персонал согласно регламента:

1. Вызывает пожарную команду.
2. Оповещает руководство подстанции.
3. Производит необходимые отключения и заземления оборудования.
4. Встречает пожарную команду, производит инструктаж по ПТБ.
5. Выдает разрешение (допуск) на тушение пожара.
6. Выдает средства защиты (диэлектрические перчатки и боты).
7. Заземляет пожарную машину и ствол.

В каждом цехе, лаборатории, мастерской должна быть разработана инструкция о конкретных мерах пожарной безопасности, противопожарном режиме и план эвакуации персонала из помещений.

Пути эвакуации персонала категорически запрещается загромождать оборудованием. На путях эвакуации устанавливаются указатели и световые табло.

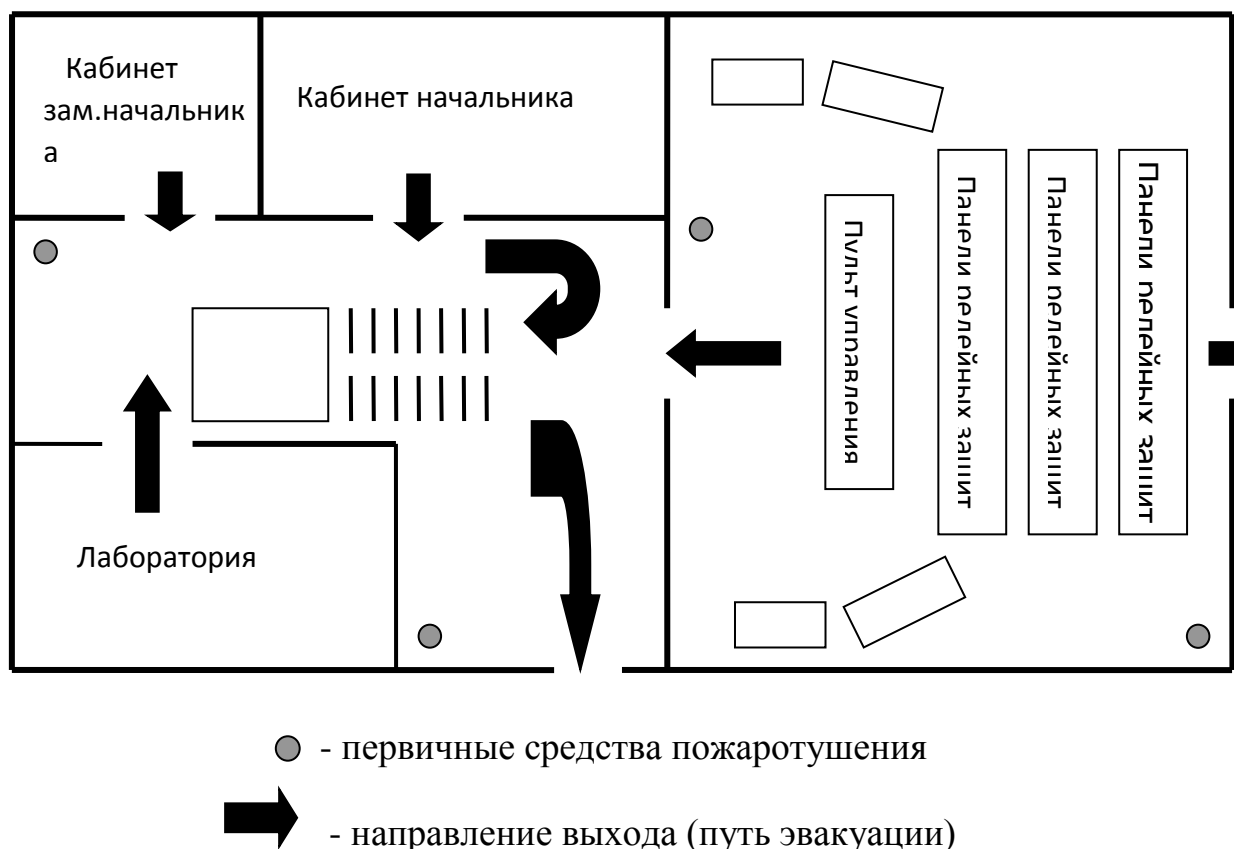


Рисунок 30 – Пример плана эвакуации персонала.

Каждый случай пожара (возгорания) должен расследоваться в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету пожаров, происшедших на объектах энергетики» специально назначенной комиссией для установления причин, убытков, виновников возникновения пожара (возгорания) и разработки противопожарных мероприятий для других объектов.

Охрана окружающей среды

Размещение, проектирование, строительство и эксплуатация объектов энергетики осуществляются в соответствии с требованиями статей 34 - 39 настоящего Федерального закона "Об охране окружающей среды" [22].

При проектировании и строительстве тепловых электростанций должны предусматриваться их оснащение высокоэффективными средствами очистки выбросов и сбросов загрязняющих веществ, использование экологически безопасных видов топлива и безопасное размещение отходов производства.

Для предохранения почвы от загрязнений сбросами масла, при аварии автотрансформаторов, предусмотрено сооружение закрытых маслостоков закрытого маслоуловителя. Водоотвод с площадки предусматривается открытой системой за счёт естественного уклона в сторону понижения рельефа местности.

Чрезвычайные ситуации

Одной из основных задач при проектировании объектов народного хозяйства (ОНХ) является повышения их устойчивой работы в чрезвычайных ситуациях (военное время, стихийные бедствия).

Для этого заблаговременно организуется и приводится большой объем работ, направленный на повышение устойчивости работы объекта в чрезвычайных условиях. К ним относятся инженерно-технические и организационные мероприятия. Инженерно-техническими мероприятиями обеспечиваются повышение устойчивости промышленных зданий, сооружений, оборудования и коммуникаций предприятия к воздействию поражающих факторов ядерного оружия, стихийного бедствия.

Устойчивость работы объекта зависит от факторов, основными из которых являются:

- надежность защиты работающих от пожаров, оружия массового поражения (ОПМ);
- способность инженерно-технического комплекса (ИТК) объекта (здания, технологического оборудования, коммуникаций) в определенной степени защиты от поражающих и разрушительных факторов ОПМ;
- обеспеченность системы работы объекта всем необходимым для производства продукции (электричеством, сырьем, топливом, водой);
- подготовленность объекта к ведению восстановительных работ;
- подготовленность объекта к ведению спасательных работ;
- надежность управления, оповещения и связи.

Нормы проектирования инженерно-технических мероприятий (ИТМ) ГО – это руководящий документ, определяющий требования и рекомендации к проведению мероприятий обеспечивающих устойчивую работу народного хозяйства страны (разрабатывается штабом ГО России).

Мероприятия по повышению устойчивости систем электроснабжения.

- создаются дублирующие источники электрической энергии, газа;
- инженерные и энергетические коммуникации переносятся в подземные сооружения;
- наиболее ответственные устройства размещать в подвальных помещениях;
- производятся прочные крепления трубопроводов и эстакад, чтобы избежать их сдвига или сброса;
- деревянные опоры заменять на металлические или железобетонные;
- создается резерв автономных источников электроснабжения и водоснабжения;
- подключение объекта к нескольким источникам питания, удаленных один от другого на расстояние исключающим их одновременное поражение.

Учитывая сложность систем электроснабжения, опасность производства работ на поврежденных сетях восстановительные работы должны вестись специализированными формированиями энергетических служб.

Заземление подстанции

Электрический ток, протекающий через тело человека, вызывает раздражение или поражение отдельных участков или всего тела: ожоги, электрический удар и пр.

Электрический удар сопровождается появлением судорог, потерей сознания, прекращением или сильным ослаблением деятельности органов

дыхания и кровообращения. При этом возможно исчезновение видимых признаков жизни и наступления так называемой мнимой смерти. Поражение человека электрическим током возможно при непосредственном соприкосновении его с частями электроустановок, которые нормально находятся под напряжением. Для предупреждения этого в электроустановках предусматривают специальное ограждение частей, нормально находящихся под напряжением, соблюдают определенную ширину проходов и т.д.

Поражение человека электрическим током так же возможно при непосредственном соприкосновении его с теми частями электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением при неисправности изоляции фазы. В этих случаях безопасность обеспечивается заземлением всех частей установки, нормально не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением при неисправности изоляции фазы.

Заземление выполняют путем присоединения соответствующих частей установки к заложеным в грунте электродам заземления, образующим так называемый заземлитель. Металлические проводники, соединяющие части установки с заземлителем, называются заземляющими проводами. Совокупность заземлителя и заземляющих проводов называют заземляющим устройством или заземлением.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с большими токами замыкания на землю при всех замыканиях на землю срабатывает соответствующая релейная защита, отключающая поврежденную часть установки. Поэтому эти установки характеризуются кратковременным появлением потенциала на заземляющих устройствах при замыкании на землю. Вследствие малой вероятности одновременного замыкания на землю и прикосновения персонала к частям установки, кратковременно оказавшимся под напряжением, равным U_z , ПУЭ [1] не нормирует

наибольшую допускаемую величину U_3 , но требует, чтобы в этих установках сопротивление заземления в любое время года не превышало 0,5 Ом:

$$r_3 \leq 0,5 \text{ Ом}$$

При выполнении заземлений можно использовать естественные заземлители, каковыми являются проложенные в земле трубы (кроме трубопроводов горючих жидкостей и газов), металлические конструкции зданий и сооружений, имеющие соединения с землей и алюминиевые оболочки проложенных в земле кабелей.

Искусственные заземлители наиболее часто выполняют из вертикально забитых в грунт стальных труб и уголков длиной 2-3 м. Трубы применяют с внешним диаметром 35-50 мм, при толщине стенки не менее 4 мм. Забивают трубы и уголки в грунт так, чтобы верхний конец их располагался на 0,4-1,5 м ниже поверхности земли. Этим достигается меньшие колебания сопротивления заземления вследствие промерзания почвы зимой и уменьшения влажности летом. Сопротивление заземления одной трубы или одного уголка обычно составляет 20-50 Ом. Забитые в грунт трубы или уголки соединяют между собой стальными полосами, которые прокладывают на глубине не менее 0,3 м и приваривают к верхним концам труб или уголков.

По условиям устойчивости против коррозии, заложенные в грунт стальные трубы должны иметь толщину стенок не менее 3,5 мм, а уголки, ленты и полосы не менее 4 мм. При устройстве заземлений необходимо стремиться к возможно более равномерному распределению потенциала на площади установки в целях уменьшения напряжения прикосновения и шага.

Заключение

Основные результаты, полученные в проекте, заключаются в следующем:

Для расчета уставок релейной защиты был использован современный комплекс АРМ СРЗА. В программе АРМ СРЗА были подготовлены расчетные данные рассматриваемого района, подготовлены расчеты уставок защит первой и второй периферии для рассматриваемой линии подстанции Петровск-Забайкальск- подстанции Чита

Для эффективного использования современных автоматических устройств были проанализированы и приняты проектные решения с учетом современной тенденции перехода релейной защиты и автоматики на цифровое оборудование. А также были приняты окончательные решения учитывая особенности проектируемых объектов.

Принятое решение осуществить релейную защиту и АПВ линии на основе микропроцессорного комплекса шкафов защит ШЭ-2607 производства ООО НПП «Экра» в целом является удовлетворительным, Расчеты показали, что выбранные уставки как основной ДФЗ, так и резервных защит дистанционной и токовой (СТЗНП), удовлетворяют требованиям по чувствительности.

Оценена экономическая эффективность совместного комплекса основной и резервных защит линии определяется цифрой 99%, при работе одного основного или резервного комплекта указанная эффективность будет ниже.

Список использованных источников

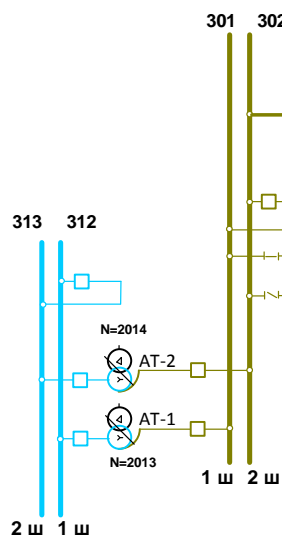
1. Правила устройств электроустановок - 7-е изд. - М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей под редакцией Файбисовича. - Москва: Изд-во НЦ ЭНАС 2006г.
3. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7 Дистанционная защита линий 35-750 кВ. М-Л Энергия 1966г 172.с.
5. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита от замыкания на землю линий 110-750 кВ. Расчёты. - М.: Энергия, 1980.-88 с.
6. Шкаф резервной защиты линии и ОАПВ типа ШЭ2607-072 Руководство по эксплуатации НПП "ЭКРА" г. Чебоксары. 103 с.
7. Шкаф основной защиты автотрансформатора типа ШЭ2607-042 Руководство по эксплуатации НПП "ЭКРА" г. Чебоксары. 103 с.
8. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
9. ГОСТ 12.1.005–88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
10. РД 52.04.186. Комплект измерительный ИК для контроля компонентов в атмосферных осадках и покрове.
11. ГОСТ 12.1.002-84. Электрические поля промышленной частоты.
12. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

13. СНиП 23-05–95. Естественное и искусственное освещение.
14. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.:Госкомсанэпиднадзор, 2003.
15. ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
16. Федеральный закон от 10.01.2002 N 7-ФЗ (ред. от 12.03.2014) "Об охране окружающей среды"
17. ГОСТ 12.1.006–84.ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля (до 01. 01. 96).
18. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
19. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
20. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.
21. НПБ 105-03. Нормы пожарной безопасности. "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности"
22. Р2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
23. РД 34.03.604. Руководящие указания по защите персонала, обслуживающего распределительные устройства и воздушные линии электропередачи переменного тока напряжением 400, 500 и 750 кВ, от воздействия электрического поля. 1981
24. СанПиН 2.2.4.723-98. Переменные магнитные поля промышленной частоты (50 Гц) в производственных условиях

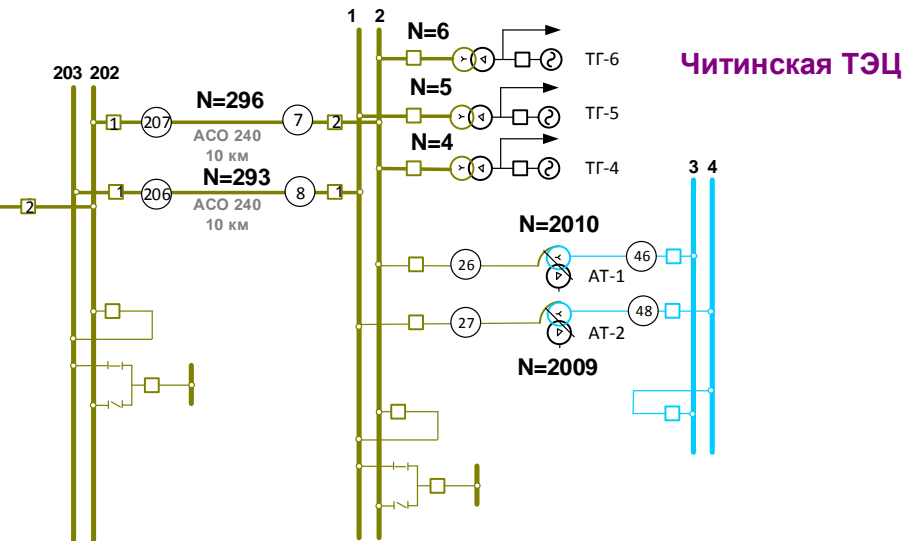
25. СанПиН 2.2.4.1191-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Электромагнитные поля в производственных условиях». – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.
26. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
27. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
28. СНиП 11 -90-81. Производственные здания промышленных предприятий.
29. СНиП 11-2-80. Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений.
30. СНиП II-90-81. Производственные здания промышленных предприятий.
31. СНиП 31-05-2003. Общественные здания административного назначения.

Приложение А

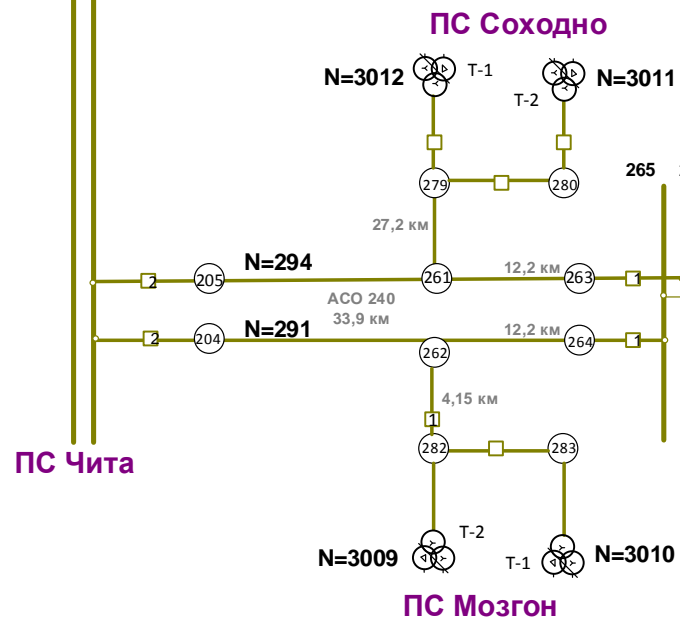
ПС Петровск
Забайкальский



5841 ТНЭМП					
N	i	t	R	X	ДЗ
1	338	0,2	52,9	98,8	0
2	199	0,7	1,91	3,57	0,5
3	55	1,2			
4	60	1,7			

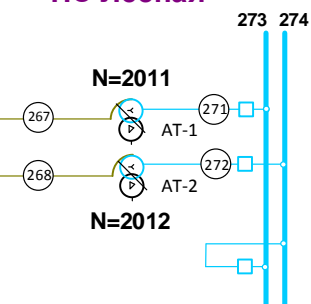


Читинская ТЭЦ



ПС Соходно

ПС Лесная



ПС Мозгон

Рисунок А – Схема сетевого участка

Приложение В

Introduction

The purpose of the paper is to show the importance of relay protection and automation and to outline distance relay protection which is used to protect the electric equipment.

The first part of the paper describes the main principles and characteristics of distance relays.

Further the paper provides information on the possibilities and peculiarities of distance relays operation.

The last part of the paper discusses possible design protection on the basis of distance relays and the problems encountered.

The power system represents a complicated multilink technical system intended for generating, distributing and consuming the electric power. All elements of the power system need to be protected from short circuits and other problems.

In this regard protective relaying and automation is a vital part of any electric power system: unnecessary during normal operation but very important during trouble, faults, and abnormal disturbances. Properly applied protective relaying initiates the disconnection of the trouble area while operation and service in the rest of the system continue.

Principles of distance relays

Since the impedance of a transmission line is proportional to its length, for distance measurement it is appropriate to use a relay capable of measuring the impedance of a line up to a predetermined point (the reach point). Such a relay is described as a distance relay and is designed to operate only for faults occurring between the relay location and the selected reach point, thus giving discrimination for faults that may occur in different line sections. The basic principle of distance protection involves the division of the voltage at the relaying point by the measured current. The apparent impedance so calculated is compared with the

reach point impedance. If the measured impedance is less than the reach point impedance, it is assumed that a fault exists on the line between the relay and the reach point. The reach point of a relay is the point along the line impedance locus that is intersected by the boundary characteristic of the relay. Since this is dependent on the ratio of voltage and current and the phase angle between them, it may be plotted on an R/X diagram. The loci of power system impedances as seen by the relay during faults, power swings and load variations may be plotted on the same diagram and in this manner the performance of the relay in the presence of system faults and disturbances may be studied.

Relay performance

Distance relay performance is defined in terms of reach accuracy and operating time. Reach accuracy is a comparison of the actual ohmic reach of the relay under practical conditions with the relay setting value in ohms. Reach accuracy particularly depends on the level of voltage presented to the relay under fault conditions. The impedance measuring techniques employed in particular relay designs also have an impact. Operating times can vary with fault current, with fault position relative to the relay setting, and with the point on the voltage wave at which the fault occurs. Depending on the measuring techniques employed in a particular relay design, measuring signal transient errors, such as those produced by Capacitor Voltage Transformers or saturating current transformers (CT), can also adversely delay relay operation for faults close to the reach point. It is usual for electromechanical and static distance relays to claim both maximum and minimum operating times.

Electromechanical/Static Distance Relays

With electromechanical and earlier static relay designs, the magnitude of input quantities particularly influenced both reach accuracy and operating time. It

was customary to present information on relay performance by voltage/reach curves, as shown in figure 1, and operating time/fault position curves for various values of system impedance ratios (S.I.R.'s) as shown in figure 2, where:

$$\text{S.I.R} = Z_S/Z_L$$

and

Z_S – system source impedance behind the relay location

Z_L – line impedance equivalent to relay reach setting

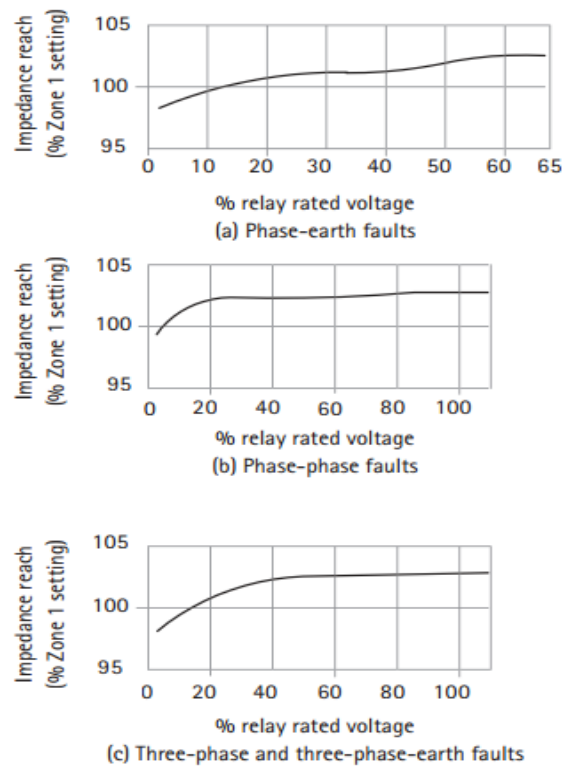


Figure 1 - Typical impedance reach accuracy characteristics for Zone 1

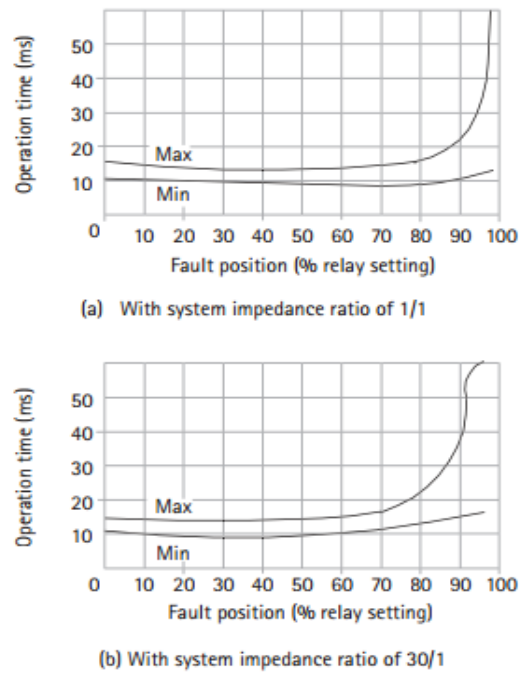


Figure 2 - Typical operation time characteristics for Zone 1 phase-phase faults

Alternatively, the above information was combined in a family of contour curves, where the fault position expressed as a percentage of the relay setting is plotted against the source to line impedance ratio, as illustrated in figure 3.

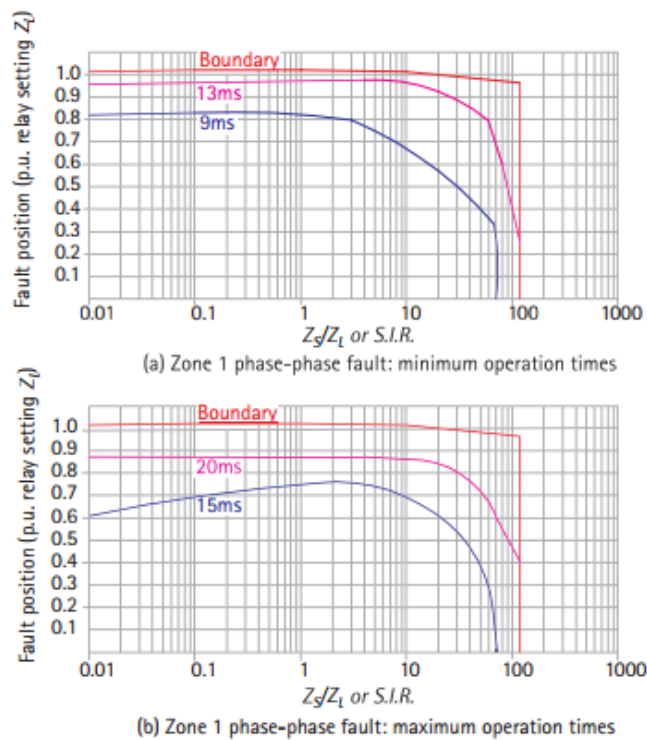


Figure 3 - Typical operation-time contours

Digital/Numerical Distance Relays

Digital/Numerical distance relays tend to have more consistent operating times. They are usually slightly slower than some of the older relay designs when operating under the best conditions, but their maximum operating times are also less under adverse waveform conditions or for boundary fault conditions.

Relationship between relay voltage Z_S/Z_L ratio

A single, generic, equivalent circuit, as shown in figure 4(a), may represent any fault condition in a threephase power system. The voltage V applied to the impedance loop is the open circuit voltage of the power system. Point R represents the relay location; I_R and V_R are the current and voltage measured by the relay, respectively.

The impedances Z_S and Z_L are described as source and line impedances because of their position with respect to the relay location. Source impedance Z_S is a measure of the fault level at the relaying point. For faults involving earth it is dependent on the method of system earthing behind the relaying point. Line impedance Z_L is a measure of the impedance of the protected section. The voltage V_R applied to the relay is, therefore, $I_R Z_L$. For a fault at the reach point, this may be alternatively expressed in terms of source to line impedance ratio Z_S/Z_L by means of the following expressions:

$$V_R = I_R Z_L$$

where:

$$I_R = V / (Z_S + Z_L)$$

Therefore:

$$V_R = Z_L V / (Z_S + Z_L)$$

Or:

$$V_R = V / (Z_S/Z_L + 1)$$

The above generic relationship between V_R and Z_S/Z_L , illustrated in figure 4(b), is valid for all types of short circuits provided a few simple rules are observed. These are:

i. for phase faults, V is the phase-phase source voltage and Z_S/Z_L is the positive sequence source to line impedance ratio. V_R is the phase-phase relay voltage and I_R is the phase-phase relay current, for the faulted phases

$$V_R = V_{p-p} / (Z_S/Z_L) + 1$$

ii. for earth faults, V is the phase-neutral source voltage and Z_S/Z_L is a composite ratio involving the positive and zero sequence impedances. V_R is the phase-neutral relay voltage and I_R is the relay current for the faulted phase

$$V_R = \frac{V_{l-n}}{(Z_S / Z_L) \left(\frac{2+p}{2+q} \right) + 1}$$

Where

$$Z_S = 2Z_{S1} + Z_{S0} = Z_{S1}(2+p)$$

$$Z_L = 2Z_{L1} + Z_{L0} = Z_{L1}(2+q)$$

And

$$p = Z_{S0}/Z_{S1}$$

$$q = Z_{L0}/Z_{L1}$$

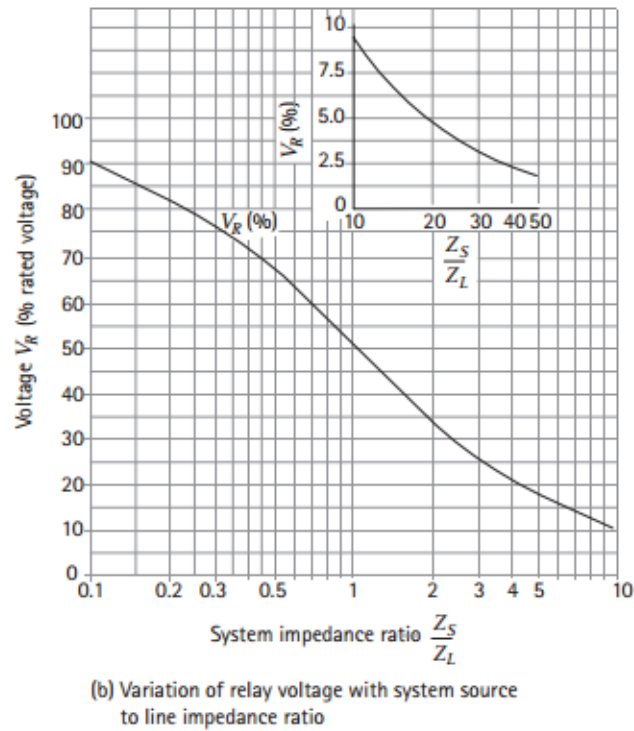
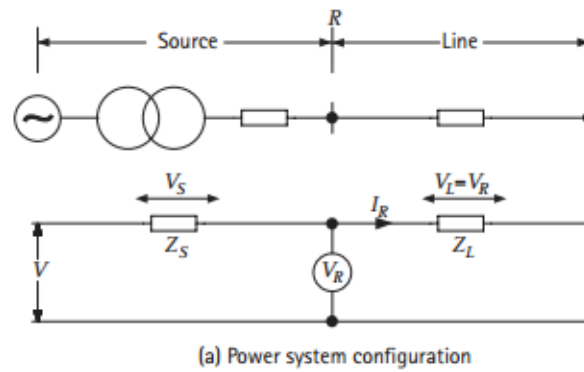


Figure 4 - Relationship between source to line ratio and relay voltage

Voltage limit for accurate reach point measurement

The ability of a distance relay to measure accurately for a reach point fault depends on the minimum voltage at the relay location under this condition being above a declared value. This voltage, which depends on the relay design, can also be quoted in terms of an equivalent maximum Z_S/Z_L or S.I.R.

Distance relays are designed so that, provided the reach point voltage criterion is met, any increased measuring errors for faults closer to the relay will not prevent relay operation. Most modern relays are provided with healthy phase voltage polarisation and/or memory voltage polarisation.

Zones of protection

Careful selection of the reach settings and tripping times for the various zones of measurement enables correct coordination between distance relays on a power system. Basic distance protection will comprise instantaneous directional Zone 1 protection and one or more time delayed zones. Typical reach and time settings for a 3- zone distance protection are shown in figure 5. Digital and numerical distance relays may have up to five zones, some set to measure in the reverse direction. Typical settings for three forward-looking zones of basic distance protection are given in the following sub-sections. To determine the settings for a particular relay design or for a particular distance teleprotection scheme, involving end-to-end signalling, the relay manufacturer's instructions should be referred to.

Zone 1 setting

Electromechanical/static relays usually have a reach setting of up to 80% of the protected line impedance for instantaneous Zone 1 protection. For digital/numerical distance relays, settings of up to 85% may be safe. The resulting 15-20% safety margin ensures that there is no risk of the Zone 1 protection over-reaching the protected line due to errors in the current and voltage transformers, inaccuracies in line impedance data provided for setting purposes and errors of relay setting and measurement. Otherwise, there would be a loss of discrimination with fast operating protection on the following line section. Zone 2 of the distance protection must cover the remaining 15-20% of the line.

Zone 2 setting

To ensure full cover of the line with allowance for the sources of error already listed in the previous section, the reach setting of the Zone 2 protection should be at least 120% of the protected line impedance. In many applications it is common practice to set the Zone 2 reach to be equal to the protected line section +50% of the shortest adjacent line. Where possible, this ensures that the resulting maximum effective Zone 2 reach does not extend beyond the minimum effective Zone 1 reach of the adjacent line protection. This avoids the need to grade the Zone 2 time settings between upstream and downstream relays. In electromechanical and static relays, Zone 2 protection is provided either by separate elements or by extending the reach of the Zone 1 elements after a time delay that is initiated by a fault detector. In most digital and numerical relays, the Zone 2 elements are implemented in software. Zone 2 tripping must be time-delayed to ensure grading with the primary relaying applied to adjacent circuits that fall within the Zone 2 reach. Thus complete coverage of a line section is obtained, with fast clearance of faults in the first 80-85% of the line and somewhat slower clearance of faults in the remaining section of the line.

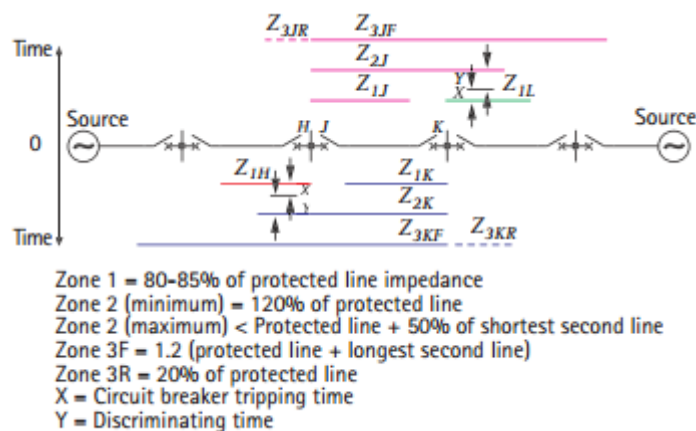


Figure 5 - Typical time/distance characteristics for three zone distance protection

Zone 3 setting

Remote back-up protection for all faults on adjacent lines can be provided by a third zone of protection that is time delayed to discriminate with Zone 2 protection plus circuit breaker trip time for the adjacent line. Zone 3 reach should be set to at least 1.2 times the impedance presented to the relay for a fault at the remote end of the second line section. On interconnected power systems, the effect of fault current in feed at the remote busbars will cause the impedance presented to the relay to be much greater than the actual impedance to the fault and this needs to be taken into account when setting Zone 3. In some systems, variations in the remote busbar in feed can prevent the application of remote back-up Zone 3 protection but on radial distribution systems with single end in feed, no difficulties should arise.

Settings for Reverse Reach and Other Zones

Modern digital or numerical relays may have additional impedance zones that can be utilised to provide additional protection functions. For example, where the first three zones are set as above, Zone 4 might be used to provide back-up protection for the local busbar, by applying a reverse reach setting of the order of 25% of the Zone 1 reach. Alternatively, one of the forward looking zones (typically Zone 3) could be set with a small reverse offset reach from the origin of the R/X diagram, in addition to its forward reach setting. One advantage of a non-directional zone of impedance measurement is that it is able to operate for a close-up, zero-impedance fault, in situations where there may be no healthy phase voltage signal or memory voltage signal available to allow operation of a directional impedance zone. With the offset-zone time delay bypassed, there can be provision of ‘Switch-on-to Fault’ (SOTF) protection. This is required where there are line voltage transformers, to provide fast tripping in the event of accidental line

energisation with maintenance earthing clamps left in position. Additional impedance zones may be deployed as part of a distance protection scheme used in conjunction with a teleprotection signalling channel.

Distance relay characteristics

Some numerical relays measure the absolute fault impedance and then determine whether operation is required according to impedance boundaries defined on the R/X diagram. Traditional distance relays and numerical relays that emulate the impedance elements of traditional relays do not measure absolute impedance.

They compare the measured fault voltage with a replica voltage derived from the fault current and the zone impedance setting to determine whether the fault is within zone or out-of-zone. Distance relay impedance comparators or algorithms which emulate traditional comparators are classified according to their polar characteristics, the number of signal inputs they have, and the method by which signal comparisons are made.

The common types compare either the relative amplitude or phase of two input quantities to obtain operating characteristics that are either straight lines or circles when plotted on an R/X diagram. At each stage of distance relay design evolution, the development of impedance operating characteristic shapes and sophistication has been governed by the technology available and the acceptable cost. Since many traditional relays are still in service and since some numerical relays emulate the techniques of the traditional relays, a brief review of impedance comparators is justified.

Distance relay implementation

Discriminating zones of protection can be achieved using distance relays, provided that fault distance is a simple function of impedance. While this is true in principle for transmission circuits, the impedances actually measured by a distance relay also depend on the following factors:

1. the magnitudes of current and voltage (the relay may not see all the current that produces the fault voltage)
2. the fault impedance loop being measured
3. the type of fault
4. the fault resistance
5. the symmetry of line impedance
6. the circuit configuration

It is impossible to eliminate all of the above factors for all possible operating conditions. However, considerable success can be achieved with a suitable distance relay.

This may comprise relay elements or algorithms for starting, distance measuring and for scheme logic. The distance measurement elements may produce impedance characteristics. Various distance relay formats exist, depending on the operating speed required and cost considerations related to the relaying hardware, software or numerical relay processing capacity required. The most common formats are:

- a. a single measuring element for each phase is provided, that covers all phase faults
- b. a more economical arrangement is for 'starter' elements to detect which phase or phases have suffered a fault.

The starter elements switch a single measuring element or algorithm to measure the most appropriate fault impedance loop. This is commonly referred to as a switched distance relay c. a single set of impedance measuring elements for each impedance loop may have their reach settings progressively increased from

one zone reach setting to another. The increase occurs after zone time delays that are initiated by operation of starter elements. This type of relay is commonly referred to as a reach-stepped distance relay. Each zone may be provided with independent sets of impedance measuring elements for each impedance loop. This is known as a full distance scheme, capable of offering the highest performance in terms of speed and application flexibility. Furthermore, protection against earth faults may require different characteristics and/or settings to those required for phase faults, resulting in additional units being required.

With electromechanical technology, each of the measuring elements would have been a separate relay housed in its own case, so that the distance relay comprised a panel-mounted assembly of the required relays with suitable inter-unit wiring. Figure 6(a) shows an example of such a relay scheme.

Digital/numerical distance relays (Figure 6(b)) are likely to have all of the above functions implemented in software. Starter units may not be necessary. The complete distance relay is housed in a single unit, making for significant economies in space, wiring and increased dependability, through the increased availability that stems from the provision of continuous self-supervision.



Figure 6 (a) - First generation of static distance relay



Figure 6 (b) - MiCOM P440 series numerical distance relay

Starters for switched distance protection

Electromechanical and static distance relays do not normally use an individual impedance-measuring element per phase. The cost and the resulting physical scheme size made this arrangement impractical, except for the most demanding EHV transmission applications. To achieve economy for other applications, only one measuring element was provided, together with ‘starter’ units that detected which phases were faulted, in order to switch the appropriate signals to the single measuring function. A distance relay using this technique is known as a switched distance relay. A number of different types of starters have been used, the most common being based on overcurrent, undervoltage or under-impedance measurement.

Numerical distance relays permit direct detection of the phases involved in a fault. This is called faulted phase selection, often abbreviated to phase selection. Several techniques are available for faulted phase selection, which then permits the appropriate distance-measuring zone to trip. Without phase selection, the relay risks having over or underreach problems, or tripping threephase when single-pole fault clearance is required. Several techniques are available for faulted phase selection, such as:

- a. superimposed current comparisons, comparing the step change of level between pre-fault load, and fault current (the ‘Delta’ algorithm). This enables very fast detection of the faulted phases, within only a few samples of the analogue current inputs

- b. change in voltage magnitude

- c. change in current magnitude

Numerical phase selection is much faster than traditional starter techniques used in electromechanical or static distance relays. It does not impose a time penalty as the phase selection and measuring zone algorithms run in parallel. The phase selection algorithm provides faulted phase selection, together with a segregated measuring algorithm for each phase-ground and phase to phase fault loop (AN, BN, CN, AB, BC, CA), thus ensuring fullscheme operation.

However, there may be occasions where a numerical relay that mimics earlier switched distance protection techniques is desired. The reasons may be economic (less software required – thus cheaper than a relay that contains a full-scheme implementation) and/or technical.

Some applications may require the numerical relay characteristics to match those of earlier generations already installed on a network, to aid selectivity. Such relays are available, often with refinements such as multi-sided polygonal impedance characteristics that assist in avoiding tripping due to heavy load conditions.

With electromechanical or static switched distance relays, a selection of available starters often had to be made. The choice of starter was dependent on power system parameters such as maximum load transfer in relation to maximum reach required and power system earthing arrangements.

Where overcurrent starters are used, care must be taken to ensure that, with minimum generating plant in service, the setting of the overcurrent starters is sensitive enough to detect faults beyond the third zone. Furthermore, these starters require a high drop-off to pick-up ratio, to ensure that they will drop off under maximum load conditions after a second or third zone fault has been cleared by the first zone relay in the faulty section. Without this feature, indiscriminate tripping may result for subsequent faults in the second or third zone. For satisfactory operation of the overcurrent starters in a switched distance scheme, the following conditions must be fulfilled:

- a. the current setting of the overcurrent starters must be not less than 1.2 times the maximum full load current of the protected line
- b. the power system minimum fault current for a fault at the Zone 3 reach of the distance relay must not be less than 1.5 times the setting of the overcurrent starters

On multiple-earthed systems where the neutrals of all the power transformers are solidly earthed, or in power systems where the fault current is less

than the full load current of the protected line, it is not possible to use overcurrent starters.

The type of under-impedance starter used is mainly dependent on the maximum expected load current and equivalent minimum load impedance in relation to the required relay setting to cover faults in Zone 3.

Distance relay application problems

Distance relays may suffer from a number of difficulties in their application. Many of them have been overcome in the latest numerical relays. Nevertheless, an awareness of the problems is useful where a protection engineer has to deal with older relays that are already installed and not due for replacement.

Minimum Voltage at Relay Terminals

To attain their claimed accuracy, distance relays that do not employ voltage memory techniques require a minimum voltage at the relay terminals under fault conditions. This voltage should be declared in the data sheet for the relay. With knowledge of the sequence impedances involved in the fault, or alternatively the fault MVA, the system voltage and the earthing arrangements, it is possible to calculate the minimum voltage at the relay terminals for a fault at the reach point of the relay. It is then only necessary to check that the minimum voltage for accurate reach measurement can be attained for a given application.

Minimum Length of Line

To determine the minimum length of line that can be protected by a distance relay, it is necessary to check first that any minimum voltage requirement

of the relay for a fault at the Zone 1 reach is within the declared sensitivity for the relay. Secondly, the ohmic impedance of the line (referred if necessary to VT/CT secondary side quantities) must fall within the ohmic setting range for Zone 1 reach of the relay. For very short lines and especially for cable circuits, it may be found that the circuit impedance is less than the minimum setting range of the relay. In such cases, an alternative method of protection will be required.

A suitable alternative might be current differential protection, as the line length will probably be short enough for the cost-effective provision of a high bandwidth communication link between the relays fitted at the ends of the protected circuit. However, the latest numerical distance relays have a very wide range of impedance setting ranges and good sensitivity with low levels of relaying voltage, so such problems are now rarely encountered. Application checks are still essential, though. When considering earth faults, particular care must be taken to ensure that the appropriate earth fault loop impedance is used in the calculation.

Power Swing Blocking

Power swings are variations in power flow that occur when the internal voltages of generators at different points of the power system slip relative to each other. The changes in load flows that occur as a result of faults and their subsequent clearance are one cause of power swings. A power swing may cause the impedance presented to a distance relay to move away from the normal load area and into the relay characteristic. In the case of a stable power swing it is especially important that the distance relay should not trip in order to allow the power system to return to a stable conditions. For this reason, most distance protection schemes applied to transmission systems have a power swing blocking facility available.

Different relays may use different principles for detection of a power swing, but all involve recognising that the movement of the measured impedance in relation to the relay measurement characteristics is at a rate that is significantly less than the rate of change that occurs during fault conditions. When the relay detects such a condition, operation of the relay elements can be blocked. Power swing blocking may be applied individually to each of the relay zones, or on an all zones applied/inhibited basis, depending on the particular relay used.

Various techniques are used in different relay designs to inhibit power swing blocking in the event of a fault occurring while a power swing is in progress. This is particularly important, for example, to allow the relay to respond to a fault that develops on a line during the dead time of a single pole autoreclose cycle.

Some Utilities may designate certain points on the network as split points, where the network should be split in the event of an unstable power swing or pole slipping occurring.

Voltage Transformer Supervision

Fuses or sensitive miniature circuit breakers normally protect the secondary wiring between the voltage transformer secondary windings and the relay terminals.

For these types of distance relay, supervision of the voltage inputs is recommended. The supervision may be provided by external means, e.g. separate voltage supervision circuits, or it may be incorporated into the distance relay itself. On detection of VT failure, tripping of the distance relay can be inhibited and/or an alarm is given. Modern distance protection relays employ voltage supervision that operates from sequence voltages and currents. Zero or negative sequence voltages and corresponding zero or negative sequence currents are derived. Discrimination between primary power system faults and wiring faults or loss of supply due to individual fuses blowing or circuit breaker, the opened is obtained by blocking the distance protection only when zero or negative sequence voltage is

detected without the presence of zero or negative sequence current. This arrangement will not detect the simultaneous loss of all three voltages and additional detection is required that operates for loss of voltage with no change in current, or a current less than that corresponding to the three phase fault current under minimum fault infeed conditions. If fast-acting miniature circuit breakers are used to protect the VT secondary circuits, contacts from these may be used to inhibit operation of the distance protection elements and prevent tripping.

Conclusion

Due to rapid processes which occur in case of short circuit in electric power system it's necessary to install automatic control and eliminate emergency situations. Relay protection can cope with both of these cases, the main aim in the electric power system is stable and reliable functioning. Steady work is impossible without relay scheme and emergency control systems. It is important to develop relay scheme for all kinds of EPS equipment's.

The most known overhead circuit RS are:

- carrier-current protection
- impedance protection
- stepped current protection

The most known transformers RS are:

- self-balancing protection
- transformer gas protection

References

1. AREVA T&D Automation & Information Systems, 2005. *Network protection & automation guide. Overcurrent protection for phase and earth faults*, 122–51, [chapter 9].
2. Chilvers, I., Jenkins, N., Crossley, P., 2005. *Distance relaying of 11 kV circuits to increase the installed capacity of distributed generation*. IEE Proc Gener Transm Distrib 152 (1), 40–46.
3. Urdaneta AJ, Nadira R, Perez LG. *Optimal coordination of directional overcurrent relay in interconnected power systems*. IEEE Transactions on Power Delivery 1988; 3:903–911. DOI: 10.1109/61.193867.
4. Urdaneta AJ, Restrepo H, Marquez S, Sanchez J. *Coordination of directional overcurrent relays timing using linear programming*. IEEE Transactions on Power Delivery 1996; 11:122–129. DOI: 10.1109/61.484008.
5. Mustahsan MIR, Hasan M. *A mathematical technique for the optimum reach setting of distance relays considering system uncertainties*. Electr Pow Syst Res 1989:101–8.
6. IEC, International electrotechnical vocabulary—Part 447: *Measuring relays*, in: IEC 60050-446, IEC, 2010.
7. CIGRE, *Modern Techniques for protection and monitoring of transmission lines*, in: WG B5-07, CIGRE, 2010.
8. Wheatly JM, *A microprocessor based current differential protection*, In: Proceedings of the fourth international conference on developments in power system protection, IEE Publications, April 11–13, 1989. pp. 116–20.

9. Dugan, R.C., McDermott, T.E., 2002. *Operating conflicts for distributed generation interconnected with utility distribution systems*. IEEE Ind Appl Mag 8 (2), 19–25.
10. Doyle, M.T., 2002. *Reviewing the impacts of distributed generation on distribution system protection*. IEEE Power Engineering Society summer meeting 1, 103–105.
11. Rezaei, N., Haghifam, M., 2008. *Protection scheme for a distribution system with distributed generation using neural networks*. Int J Electr Power Energy Syst 30 (4), 235–241.
12. M., Zhe, C., Birgitte, B.J., Claus, L.B., 2011. *A Simple Adaptive Overcurrent Protection of Distribution Systems With Distributed Generation*. IEEE Trans. on Smart Grid 2 (3), 428–437.
13. Adelnia F, Moravej Z, Farzinfar M. *A new formulation for coordination of directional overcurrent relays in interconnected networks*. International Transactions on Electrical Energy Systems 2013; 25:120–137. DOI: 10.1002/etep.1828
14. Rose SJ, Crossley PA, Walker EP, Johns AT, Martin MA, Peck D. *Disturbance monitoring/fault test evaluation of a directional comparison protection on the UK 400 kV transmission system*. IEEE Trans Power Del 1988;3(4): 1410–8.

